



TRANSFORMADORES DE POTENCIA



Los transformadores de potencia se utilizan comúnmente en la transmisión y distribución de energía eléctrica de alta tensión y se utilizan para aumentar o disminuir la tensión de la corriente eléctrica, el voltaje de la energía eléctrica que se transmite a través de las líneas de transmisión de alta tensión. De esta manera, se puede transmitir la energía eléctrica a largas distancias con una mínima pérdida de energía y se puede suministrar a los usuarios finales con un voltaje adecuado para su uso.

Un transformador de potencia es un dispositivo eléctrico que se utiliza para transferir energía eléctrica de un circuito a otro mediante la inducción electromagnética. Básicamente, funciona mediante el principio de la ley de Faraday de la inducción electromagnética.

La ley de Faraday es una ley fundamental de la física que establece que la variación del flujo magnético a través de una superficie cerrada induce una fuerza electromotriz (FEM) en cualquier circuito que esté contenido en esa superficie. En otras palabras, cuando se produce un cambio en el campo magnético en un circuito, se genera una corriente eléctrica en ese circuito.

Matemáticamente, la ley de Faraday se expresa como:

$$EMF = -d\Phi/dt$$

Donde EMF es la FEM inducida, Φ es el flujo magnético a través de la superficie cerrada y $d\Phi/dt$ es la tasa de cambio del flujo magnético con respecto al tiempo.

Esta ecuación muestra que la magnitud de la FEM inducida es proporcional a la tasa de cambio del flujo magnético. Si el flujo magnético cambia rápidamente, se induce una FEM más grande, y si el flujo magnético cambia lentamente, se induce una FEM más pequeña.

La ley de Faraday es fundamental en muchos aspectos de la física y la ingeniería, y se aplica en una amplia gama de dispositivos y tecnologías, como transformadores, generadores eléctricos, motores eléctricos, entre otros.

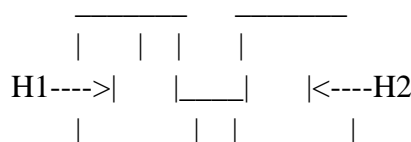
El transformador de potencia consta de dos bobinas enrolladas alrededor de un núcleo de hierro. La bobina de entrada se conoce como la bobina primaria, mientras que la bobina de salida se conoce como la bobina secundaria. La bobina primaria se conecta a una fuente de alimentación eléctrica y la bobina secundaria se conecta a la carga que se desea alimentar.

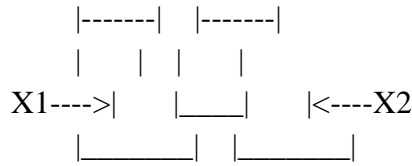
El voltaje en el devanado primario del transformador de potencia se llama voltaje de entrada o tensión de entrada. El voltaje en el devanado secundario del transformador de potencia se llama voltaje de salida o tensión de salida.

Cuando se aplica una corriente alterna a la bobina primaria, se genera un campo magnético que se extiende a través del núcleo del transformador y llega a la bobina secundaria. Este campo magnético induce una corriente eléctrica en la bobina secundaria, lo que permite la transferencia de energía eléctrica desde la bobina primaria a la bobina secundaria.

La cantidad de energía eléctrica que se transfiere depende del número de vueltas de la bobina primaria y secundaria y de la relación de voltaje entre ellas. La relación de voltaje entre la bobina primaria y la bobina secundaria se determina por la relación del número de vueltas de cada bobina. Por ejemplo, si la bobina primaria tiene 100 vueltas y la bobina secundaria tiene 50 vueltas, la relación de voltaje será de 2:1, lo que significa que el voltaje en la bobina secundaria será la mitad del voltaje en la bobina primaria.

Aquí hay un diagrama básico de un transformador de potencia:





En este diagrama, H1 y H2 son las terminales del devanado primario del transformador, mientras que X1 y X2 son las terminales del devanado secundario. La línea horizontal que separa los devanados representa el núcleo del transformador, que está hecho de un material magnético y se utiliza para canalizar y aumentar el flujo magnético entre los devanados.

Cuando se aplica una corriente alterna (CA) al devanado primario (H1-H2), se crea un campo magnético que fluye a través del núcleo y es inducido en el devanado secundario (X1-X2). La relación entre las tensiones del devanado primario y secundario está determinada por el número de vueltas de cada devanado y se puede calcular utilizando la ecuación de la ley de Faraday de la inducción electromagnética.

La relación de transformación de un transformador es la relación entre el número de vueltas de la bobina primaria y el número de vueltas de la bobina secundaria. Esta relación determina cómo se relacionan los voltajes y corrientes en las bobinas primaria y secundaria.

Los transformadores de potencia más comunes son los transformadores trifásicos, que son causados por menores pérdidas, consumo mínimo de materiales activos y más rentables que un grupo que consta de tres transformadores monofásicos de capacidad similar.

El uso de transformadores monofásicos suele estar justificado en el caso de la imposibilidad de fabricar dispositivos trifásicos de la capacidad requerida o su difícil transporte desde el lugar de producción.

Tipos de transformadores de potencia en subestaciones eléctricas.

Dependiendo del número de devanados de diferentes voltajes, hay transformadores de **dos devanados** y de **triple devanados** para cada fase. También hay transformadores con devanados divididos. Dichos dispositivos brindan la posibilidad de conectar varios generadores a un transformador elevador.

Los transformadores se pueden instalar tanto al aire libre como en habitaciones sin calefacción con ventilación natural.

Aislamiento de transformadores de potencia Una de las partes estructurales más importantes del transformador es el aislamiento, ya que determina la confiabilidad del interruptor.

Los transformadores de aceite usan aceite como aislamiento principal en combinación con dieléctricos sólidos: papel, madera, electrocardboard, getinax.

Prueba de transformadores de potencia: metodología

La prueba de los transformadores de potencia se lleva a cabo después de una inspección externa, verificando la capacidad de servicio del tanque y de los radiadores, la condición de los aisladores, el nivel de aceite, la integridad del vidrio de referencia y la conexión a tierra.

Las características de aislamiento solo se quitan después de 12 horas desde el momento en que el transformador se llena de aceite. En este caso, para transformadores con una tensión de **150 kV** y una potencia de hasta **80 MVA**, se toman medidas a una temperatura de aislamiento de al menos 10 ° C.

El procedimiento de prueba estándar para transformadores de potencia incluye: medición de tangente de pérdida de resistencia dieléctrica y resistencia de aislamiento, pruebas de devanado, determinación de la relación de transformación, medición de pérdidas de ralentí, verificación del sistema de refrigeración, ajuste de fase del transformador, pruebas de aceite de transformador, etc.

Prueba de transformadores de potencia: parámetros de determinación

La tangente del ángulo de pérdida dieléctrica se determina por medio de puentes de CA. La comparación de los valores obtenidos con los valores de fábrica debe llevarse a cabo teniendo en cuenta la temperatura a la que se tomaron las mediciones. Si estas temperaturas no coinciden, entonces use el factor de corrección.

La prueba de los devanados del transformador se lleva a cabo aplicando una tensión incrementada de corriente alterna desde una fuente externa. La tensión se mantiene durante un minuto. Si no hay una instalación de prueba con la capacidad requerida, es permisible omitir las pruebas de los dispositivos eléctricos que tienen aislamiento normal.

La determinación del coeficiente de transformación es necesaria para compararla con el valor del pasaporte y determinar la exactitud de la conexión de las ramas de los devanados a los interruptores. Para calcular este parámetro, necesita dos voltímetros, uno de los cuales mide la tensión de entrada, y el otro, la tensión en el devanado secundario del transformador.

La pérdida de ralentí se mide para transformadores con capacidad de 1000 kV o más. En el caso de los transformadores trifásicos, las relaciones de pérdida en diferentes fases no deberían diferir en más del 5% del valor análogo determinado en las pruebas de fábrica. Los transformadores monofásicos están sujetos a requisitos menos estrictos: una diferencia de no más del 10%.

El aceite del transformador debe ser probado antes de la puesta en servicio. Sin embargo, hay una opción en la cual tales pruebas no pueden llevarse a cabo. Para hacer esto, necesita una decisión apropiada del jefe de la empresa. El aceite de transformador se prueba en laboratorios especializados que tienen derecho a realizar dicho trabajo.

La relación de transformación se expresa en términos de la relación de voltaje y la relación de corriente. La relación de voltaje se define como la relación entre el voltaje en la bobina primaria y el voltaje en la bobina secundaria, y la relación de corriente se define como la relación entre la corriente en la bobina primaria y la corriente en la bobina secundaria.

Por ejemplo, si la bobina primaria tiene 100 vueltas y la bobina secundaria tiene 50 vueltas, la relación de transformación sería de 2:1. Si la tensión en la bobina primaria es de 100 voltios, la tensión en la bobina secundaria sería de 50 voltios (la mitad de la tensión en la bobina primaria). Si la corriente en la bobina primaria es de 10 amperios, la corriente en la bobina secundaria sería de 20 amperios (el doble de la corriente en la bobina primaria).

La relación de transformación es un factor importante a considerar en el diseño y selección de transformadores para diferentes aplicaciones, ya que afecta la forma en que se transmitirá la energía eléctrica a través del transformador. Además, la relación de transformación también afecta la eficiencia y la potencia de salida del transformador.

En un transformador de potencia, la corriente eléctrica que fluye por el devanado primario (lado de alta tensión) del transformador está relacionada con la corriente que fluye por el devanado secundario (lado de baja tensión) y la relación de transformación del transformador.

De acuerdo con la ley de conservación de la energía, la potencia eléctrica suministrada al primario del transformador es igual a la potencia eléctrica entregada en el secundario del transformador, asumiendo que el transformador tiene una eficiencia del 100%. Esto significa que la corriente en el devanado primario es proporcional a la corriente en el devanado secundario, pero inversamente proporcional a la relación de transformación del transformador. Es decir, si la relación de transformación es 1:10, la corriente en el devanado primario será 1/10 de la corriente en el devanado secundario.

Además, la corriente en el devanado primario está influenciada por la impedancia del circuito primario. En general, la impedancia del circuito primario es mayor que la impedancia del circuito secundario, por lo que la corriente en el devanado primario es menor que la corriente en el devanado secundario.

En un transformador de corriente, la impedancia es una medida de la oposición del transformador al flujo de corriente eléctrica alterna (AC) en el circuito que está midiendo. La impedancia se expresa en ohmios (Ω) y es una combinación de la resistencia, la inductancia y la capacitancia del transformador de corriente.

La impedancia del transformador de corriente es importante porque puede afectar la precisión de la medición de corriente. Si la impedancia del transformador de corriente es demasiado alta, la medición de corriente puede ser inexacta y se pueden producir errores significativos. Además, una impedancia

demasiado alta puede provocar una caída de voltaje en el circuito, lo que puede afectar la operación de los equipos conectados a ese circuito.

Para minimizar los efectos de la impedancia en la medición de corriente, los transformadores de corriente suelen tener una impedancia de salida muy baja. Además, los transformadores de corriente se diseñan para tener una relación de transformación precisa, de modo que la corriente medida en el circuito secundario del transformador sea proporcional a la corriente en el circuito primario. En general, los transformadores de corriente tienen una impedancia de salida nominal de 0,1 a 0,5 ohmios, dependiendo del tipo y la aplicación del transformador.

En un transformador de potencia, el voltaje se transforma de una tensión a otra tensión, utilizando el principio de inducción electromagnética. La relación entre la tensión de entrada y la tensión de salida del transformador se llama relación de transformación y se expresa como una proporción. Por ejemplo, una relación de transformación de 10:1 significa que la tensión de salida es 10 veces menor que la tensión de entrada.

Es importante tener en cuenta que el transformador de potencia no consume energía, sino que simplemente transforma la energía eléctrica de una tensión a otra tensión. Por lo tanto, la corriente en el transformador de potencia es una función de la carga que se está alimentando y la relación de transformación del transformador, y no de la eficiencia del transformador en sí mismo.

En un transformador de potencia, la resistencia se presenta principalmente en los devanados del transformador. Los devanados del transformador están hechos de alambre de cobre o aluminio, que tiene cierta resistencia eléctrica. A medida que la corriente eléctrica fluye a través de los devanados, se produce una caída de voltaje debido a la resistencia eléctrica del alambre. Esta caída de voltaje se conoce como caída de voltaje por resistencia o I^2R .

La resistencia en el transformador de potencia es importante porque puede causar pérdidas de energía en forma de calor. Cuanto mayor sea la resistencia del devanado, mayor será la caída de voltaje por resistencia y, por lo tanto, mayores serán las pérdidas de energía en forma de calor. Además, la resistencia puede limitar la corriente que fluye a través del transformador, lo que puede ser importante en situaciones en las que se deben cumplir ciertas limitaciones de corriente.

Para reducir las pérdidas de energía por resistencia, se utilizan alambres de cobre o aluminio de alta pureza y baja resistividad en los devanados del transformador. Además, se pueden utilizar técnicas de diseño y fabricación para minimizar la resistencia de los devanados, como el uso de secciones transversales más grandes de alambre o la división de los devanados en múltiples capas.

El transformador de potencia no puede aumentar el voltaje de entrada, solo puede reducirlo. Por lo tanto, si se necesita aumentar el voltaje, se debe usar un transformador elevador. Por otro lado, si se necesita disminuir el voltaje, se debe usar un transformador reductor.

Es importante tener en cuenta que el voltaje en un transformador de potencia puede variar dependiendo de la carga que se esté alimentando. Si la carga es mayor, la caída de voltaje en el transformador también será mayor, lo que puede provocar una reducción en el voltaje de salida. Por lo tanto, es importante dimensionar adecuadamente el transformador de potencia en función de la carga que se va a alimentar.

Un transformador de potencia consta de varias partes esenciales, incluyendo:

1. Núcleo: Es el componente principal del transformador, y está hecho de materiales ferromagnéticos, como el hierro o el acero al silicio. El núcleo proporciona una trayectoria de baja reluctancia para el flujo magnético y permite que se produzca la transferencia de energía entre los devanados primario y secundario.
2. Devanados: Los devanados son dos bobinas de alambre que están enrolladas alrededor del núcleo del transformador. El devanado primario está conectado a la fuente de energía y el devanado secundario está conectado a la carga. La proporción del número de vueltas en el devanado primario y secundario determina la relación de transformación del transformador.
3. Aislamiento: El aislamiento se utiliza para separar los devanados primario y secundario del transformador, evitando así cortocircuitos y asegurando la seguridad de las personas que trabajan con el transformador. El aislamiento también puede proporcionar protección contra la humedad, la corrosión y los contaminantes.
4. Tanque: El tanque es el contenedor que aloja el núcleo y los devanados del transformador. El tanque está lleno de aceite aislante que ayuda a enfriar y aislar los devanados.
5. Sistema de refrigeración: Los transformadores de potencia generan calor durante su operación, por lo que se requiere un sistema de refrigeración para mantenerlos a una temperatura adecuada. El aceite aislante que se encuentra en el tanque del transformador actúa como un refrigerante natural. También se pueden usar ventiladores o radiadores para enfriar el aceite.
6. Conexiones: Las conexiones eléctricas se utilizan para conectar los devanados del transformador a la fuente de energía y a la carga. Las conexiones pueden estar hechas de cobre o aluminio y deben estar diseñadas para manejar las corrientes y voltajes que fluyen a través del transformador. Adicionalmente tenemos:
 - dispositivo refrigerante;
 - dispositivos de salida;
 - mecanismo de regulación de tensión;
 - dispositivos de protección y medición.

En resumen, estas son las principales partes de un transformador de potencia, y cada una de ellas es esencial para el funcionamiento adecuado del transformador.

El tap changer (cambiador de tomas) es un dispositivo utilizado en los transformadores de potencia para ajustar la relación de transformación del transformador. La relación de transformación se puede ajustar cambiando el número de vueltas en el devanado primario o secundario del transformador. Esto se logra moviendo la conexión eléctrica a diferentes puntos a lo largo del devanado, lo que se llama "tapping".

El tap changer se utiliza cuando se necesita ajustar la tensión de salida del transformador para compensar la caída de voltaje en las líneas de transmisión o para ajustar la tensión a las necesidades de la carga. Sin el tap changer, la tensión de salida del transformador estaría fija, lo que limitaría su utilidad en muchas situaciones.

Existen dos tipos principales de tap changers: los tap changers de derivación y los tap changers de fase. Los tap changers de derivación cambian la relación de transformación cambiando la posición de la conexión eléctrica a lo largo del devanado secundario del transformador. Los tap changers de fase cambian la relación de transformación cambiando la posición de la conexión eléctrica a lo largo del devanado primario del transformador.

Los tap changers pueden ser manuales o automáticos. Los tap changers manuales se ajustan manualmente a través de un interruptor o un mecanismo de palanca. Los tap changers automáticos utilizan un sistema de control que ajusta la conexión eléctrica en función de la carga o la demanda de voltaje.

En resumen, el tap changer es un componente importante en los transformadores de potencia que permite ajustar la relación de transformación para adaptarse a las necesidades de la carga y mantener una tensión de salida constante.

El relé de Buchholz es un dispositivo de protección que se utiliza en los transformadores de potencia para detectar y prevenir fallas internas del transformador. El relé de Buchholz fue inventado por Max Buchholz en 1921 y se ha utilizado ampliamente en la industria eléctrica desde entonces.

El relé de Buchholz se instala en la tubería de conexión entre el tanque del transformador y el conservador de aceite. El relé de Buchholz monitorea la cantidad de gas producido en el interior del transformador y la velocidad de circulación del aceite a través del transformador.

Cuando se produce una falla interna en el transformador, como una sobrecarga, un cortocircuito o un fallo de aislamiento, se produce una cantidad excesiva de gas y un cambio en la velocidad de circulación

del aceite. El relé de Buchholz detecta estos cambios y activa una señal de alarma o una desconexión del transformador para prevenir daños mayores.

El relé de Buchholz también puede proporcionar información útil sobre el tipo y la gravedad de la falla en el transformador. Los gases producidos en el interior del transformador durante una falla se analizan para determinar la causa raíz de la falla y planificar la reparación adecuada.

En resumen, el relé de Buchholz es un dispositivo de protección importante utilizado en los transformadores de potencia para detectar y prevenir fallas internas del transformador. Su instalación y uso correctos pueden ayudar a mejorar la seguridad y la confiabilidad del transformador.

El aceite dieléctrico es un componente importante en los transformadores de potencia ya que es utilizado como aislante eléctrico y refrigerante. El aceite dieléctrico también se conoce como aceite aislante o aceite de transformador.

El aceite dieléctrico se utiliza para proporcionar un aislamiento eléctrico entre los conductores de alta y baja tensión dentro del transformador, evitando así la transferencia de corriente eléctrica no deseada. También se utiliza para disipar el calor generado por el transformador, manteniendo la temperatura adecuada del transformador y evitando el sobrecalentamiento.

Además, el aceite dieléctrico ayuda a proteger los componentes del transformador, como los devanados y las conexiones eléctricas, de la humedad y la corrosión, lo que puede dañar el transformador y reducir su vida útil.

El aceite dieléctrico utilizado en los transformadores de potencia debe cumplir con ciertas normas y especificaciones técnicas, como la IEC 60296 y ASTM D3487. También debe ser monitoreado regularmente para garantizar que esté en buenas condiciones y que tenga las propiedades dieléctricas adecuadas. Si el aceite dieléctrico se degrada o se contamina, puede afectar la eficiencia y la seguridad del transformador.

En resumen, el aceite dieléctrico es un componente esencial en los transformadores de potencia que actúa como aislante eléctrico y refrigerante, protege los componentes del transformador y ayuda a mantener la eficiencia y la seguridad del transformador. Su uso y monitoreo adecuados son fundamentales para garantizar la operación confiable y duradera del transformador.

El mantenimiento predictivo en un transformador de potencia se refiere a la técnica de monitorear continuamente el estado del transformador y sus componentes para identificar cualquier problema potencial y tomar medidas preventivas antes de que ocurra una falla.

El mantenimiento predictivo se basa en la recolección y análisis de datos en tiempo real del transformador, lo que permite a los operadores detectar cambios en el comportamiento del transformador y realizar ajustes o reparaciones preventivas antes de que ocurra una falla.

Algunas de las técnicas de mantenimiento predictivo comúnmente utilizadas en los transformadores de potencia incluyen:

- **Análisis de gases disueltos (DGA):** el análisis de los gases disueltos en el aceite del transformador puede proporcionar información sobre posibles fallas en el aislamiento del transformador, como la degradación del papel aislante.
- **Termografía:** el monitoreo de la temperatura del transformador mediante el uso de cámaras termográficas puede ayudar a detectar posibles sobrecalentamientos o fallas en el sistema de enfriamiento del transformador.
- **Análisis de vibraciones:** el monitoreo de las vibraciones del transformador puede ayudar a identificar problemas en los componentes mecánicos del transformador, como los devanados o los núcleos magnéticos.
- **Pruebas eléctricas:** la realización de pruebas eléctricas en el transformador, como la medición de la resistencia de aislamiento, puede ayudar a detectar posibles fallas en el sistema de aislamiento del transformador.

El mantenimiento predictivo en los transformadores de potencia puede ayudar a mejorar la confiabilidad y la eficiencia del transformador, así como a reducir los costos de mantenimiento y las interrupciones no planificadas en la producción de energía. Es importante llevar a cabo un mantenimiento preventivo regular en los transformadores de potencia para garantizar su funcionamiento seguro y confiable a largo plazo.

El mantenimiento preventivo en un transformador de potencia se refiere a la técnica de realizar inspecciones, pruebas y mantenimiento programados en el transformador para garantizar su correcto funcionamiento y prevenir fallas no planificadas.

Algunas de las actividades de mantenimiento preventivo que se realizan en los transformadores de potencia incluyen:

- **Inspección visual:** se realiza una inspección visual del transformador para detectar posibles daños o anomalías en la estructura física del transformador, como fugas de aceite, corrosión, desgaste de los componentes mecánicos, entre otros.

- Pruebas eléctricas: se realizan pruebas eléctricas, como la medición de la resistencia de aislamiento, la prueba de relación de transformación, la prueba de polaridad, entre otras, para verificar que los componentes eléctricos del transformador estén funcionando correctamente.
- Análisis de aceite: se realiza un análisis del aceite dieléctrico para detectar la presencia de agua, gases disueltos, partículas, entre otros indicadores que puedan indicar problemas en el aislamiento del transformador.
- Pruebas de carga: se realizan pruebas de carga en el transformador para verificar su capacidad de carga y su rendimiento en condiciones de carga.
- Limpieza y mantenimiento: se realiza una limpieza y mantenimiento regular del transformador, incluyendo la limpieza de los componentes, el reemplazo de piezas desgastadas, la verificación de la integridad del sistema de enfriamiento, entre otras actividades.

El mantenimiento preventivo en los transformadores de potencia es esencial para garantizar su funcionamiento seguro y confiable a largo plazo. Al realizar inspecciones y pruebas regulares, se pueden identificar problemas potenciales y tomar medidas para corregirlos antes de que se conviertan en fallas costosas y potencialmente peligrosas. Además, el mantenimiento preventivo puede ayudar a prolongar la vida útil del transformador y reducir los costos de mantenimiento a largo plazo.

Tipos de conexiones en un transformador de potencia, y la elección depende de la aplicación específica y la relación de transformación requerida. Algunos de los tipos de conexión más comunes son:

1. Conexión Delta-Delta: en esta configuración, las tres bobinas primarias y las tres secundarias se conectan en un circuito en forma de delta. Esta configuración se utiliza generalmente para transformadores de distribución de baja tensión y para transformadores de potencia con relación de transformación menor a 2:1.
2. Conexión Delta-Estrella: en esta configuración, las tres bobinas primarias se conectan en un circuito en forma de delta, mientras que las tres bobinas secundarias se conectan en un circuito en forma de estrella. Esta configuración se utiliza comúnmente en transformadores de distribución y en transformadores de potencia con relación de transformación mayor a 2:1.
3. Conexión Estrella-Estrella: en esta configuración, tanto las bobinas primarias como las secundarias se conectan en un circuito en forma de estrella. Esta configuración se utiliza comúnmente en transformadores de distribución y transformadores de potencia con relación de transformación menor a 2:1.

4. Conexión Estrella-Delta: en esta configuración, las tres bobinas primarias se conectan en un circuito en forma de estrella, mientras que las tres bobinas secundarias se conectan en un circuito en forma de delta. Esta configuración se utiliza comúnmente en transformadores de potencia con relación de transformación mayor a 2:1.

Hay otros tipos de conexiones en transformadores de potencia, como la conexión Delta-Zigzag, la conexión Estrella-Zigzag y la conexión Zigzag-Delta, pero se utilizan con menos frecuencia. La elección de la conexión adecuada para un transformador de potencia depende de la aplicación específica y la relación de transformación requerida, y es importante seleccionar la conexión adecuada para garantizar un rendimiento óptimo del transformador.

La puesta a tierra de un transformador de potencia es un aspecto importante para garantizar la seguridad de las personas y proteger el equipo. La puesta a tierra se refiere a la conexión del transformador a la tierra, lo que crea una trayectoria para que la corriente fluya de manera segura en caso de una falla eléctrica.

Puesta a Tierra. En un transformador de potencia, la puesta a tierra se realiza de la siguiente manera:

1. El núcleo del transformador se conecta a la tierra a través de un conductor llamado conexión de tierra del núcleo. Esto evita la acumulación de voltaje en el núcleo y reduce el riesgo de descargas eléctricas.
2. El devanado de alta tensión se conecta a la tierra a través de un conductor llamado conexión de tierra de alta tensión. Esto proporciona una ruta para la corriente de falla y protege el transformador de daños.
3. El devanado de baja tensión también se conecta a la tierra a través de un conductor llamado conexión de tierra de baja tensión. Esto protege el transformador de daños en caso de una falla eléctrica y evita la acumulación de voltaje en el devanado.

Es importante asegurarse de que la conexión a tierra del transformador esté diseñada y construida adecuadamente y que se realicen pruebas periódicas para garantizar que la resistencia de la conexión a tierra sea baja y constante. Además, es importante garantizar que la conexión a tierra se mantenga libre de corrosión, ya que la corrosión puede aumentar la resistencia y afectar la eficacia de la conexión a tierra.

Las protecciones eléctricas en un transformador de potencia son muy importantes para garantizar la seguridad del equipo y la continuidad del suministro de energía. Algunas de las protecciones eléctricas más comunes en un transformador de potencia son:

1. Protección contra sobrecorriente: esta protección se utiliza para proteger el transformador de los daños causados por corrientes excesivas. Puede incluir dispositivos como relés de sobrecorriente, fusibles y disyuntores.
2. Protección de sobretensión: esta protección se utiliza para proteger el transformador contra sobretensiones transitorias y permanentes que pueden dañar el aislamiento. Incluye dispositivos como pararrayos, varistores y descargadores de sobretensión.
3. Protección de baja presión de aceite: esta protección se utiliza para detectar la disminución del nivel de aceite en el tanque del transformador y evitar daños en el transformador. Incluye dispositivos como interruptores de nivel y relés de baja presión de aceite.
4. Protección contra cortocircuitos: esta protección se utiliza para proteger el transformador contra los daños causados por cortocircuitos. Incluye dispositivos como relés de sobrecorriente, disyuntores y fusibles.
5. Protección térmica: esta protección se utiliza para proteger el transformador contra el sobrecalentamiento. Incluye dispositivos como sensores de temperatura y relés de sobrecalentamiento.

Es importante realizar pruebas periódicas en las protecciones eléctricas del transformador para garantizar su correcto funcionamiento y reemplazar las partes defectuosas si es necesario. Además, se debe tener en cuenta que las protecciones eléctricas del transformador deben estar coordinadas para garantizar que la protección sea efectiva en caso de una falla eléctrica.

La vida útil de un transformador de potencia depende de varios factores, como las condiciones de operación, el nivel de mantenimiento y la calidad del diseño y la construcción. En general, los transformadores de potencia están diseñados para tener una vida útil de entre 20 y 40 años, pero algunos pueden durar más tiempo si se les da un mantenimiento adecuado.

La vida útil de un transformador de potencia se puede extender mediante el mantenimiento preventivo regular, que incluye la realización de inspecciones periódicas, pruebas de aceite dieléctrico, pruebas de resistencia de aislamiento y pruebas eléctricas. Además, el uso de tecnologías avanzadas de monitoreo y diagnóstico también puede ayudar a detectar problemas temprano y prevenir fallas en el transformador.

Es importante tener en cuenta que el final de la vida útil de un transformador de potencia no siempre está relacionado con la falla del aislamiento o del núcleo del transformador. A veces, la obsolescencia tecnológica puede hacer que el transformador sea inadecuado para las necesidades actuales de la red eléctrica y sea necesario reemplazarlo por un equipo más moderno y eficiente.

En resumen, la vida útil de un transformador de potencia depende de varios factores y puede variar significativamente según las condiciones de operación y el nivel de mantenimiento. Con el mantenimiento adecuado, un transformador de potencia puede durar entre 20 y 40 años o más.

La depreciación de un transformador de potencia es un término contable que se refiere a la disminución del valor del activo a lo largo de su vida útil. La depreciación se produce debido al desgaste y la obsolescencia del activo con el tiempo.

La depreciación de un transformador de potencia se puede calcular utilizando diferentes métodos contables, como el método lineal, el método de saldos decrecientes o el método de unidades de producción. En general, el método lineal es el más comúnmente utilizado y consiste en dividir el costo del activo por su vida útil estimada para determinar el monto de depreciación anual.

Por ejemplo, supongamos que un transformador de potencia tiene un costo de \$100,000 y una vida útil estimada de 30 años. Utilizando el método lineal, la depreciación anual se calcularía como:

Depreciación anual = (Costo - Valor de salvamento) / Vida útil estimada

Depreciación anual = (\$100,000 - \$0) / 30 = \$3,333

En este caso, la depreciación anual del transformador de potencia sería de \$3,333. Este monto se reflejaría en los registros contables de la empresa como una disminución del valor del activo y una disminución en las ganancias netas del período.

Es importante tener en cuenta que la depreciación contable no necesariamente refleja el valor real del activo en el mercado. Por lo tanto, es posible que el valor de mercado de un transformador de potencia sea mayor o menor que su valor contable, lo que puede afectar su valor en caso de venta o intercambio.

La depreciación técnica de un transformador de potencia se refiere a la disminución en su capacidad de producción de energía eléctrica a lo largo de su vida útil. Esto se debe al desgaste y la degradación natural de los materiales y componentes del transformador, así como a la exposición a condiciones ambientales adversas y a la sobrecarga en la operación.

La depreciación técnica del transformador de potencia puede ser monitoreada y evaluada mediante pruebas de diagnóstico, como pruebas de resistencia de aislamiento, análisis de gases disueltos en el aceite, análisis de la respuesta en frecuencia, entre otras. Estas pruebas pueden proporcionar información sobre el estado de los componentes del transformador y ayudar a predecir su vida útil remanente.

Es importante tener en cuenta que la depreciación técnica no necesariamente se refleja en los registros contables de la empresa, ya que la depreciación contable se basa en el costo y la vida útil estimada del transformador, mientras que la depreciación técnica se basa en su capacidad de producción real. Por lo

tanto, es posible que un transformador de potencia tenga un valor contable alto, pero una capacidad de producción limitada debido a su depreciación técnica.

En general, la depreciación técnica de un transformador de potencia es un factor importante a considerar en la toma de decisiones relacionadas con su mantenimiento, reparación y reemplazo. Al monitorear la depreciación técnica del transformador, se pueden identificar oportunidades para la optimización de su desempeño y extender su vida útil.

En vista del gran número de transformadores envejecidos muchas compañías están interesadas en conocer el tiempo de vida y el estado del aislamiento sólido de su equipo, para tratar así de extender su tiempo de vida útil.

La vida de los transformadores de potencia es un asunto de interés para las compañías que brindan el servicio de la electricidad, fabricantes de transformadores y compañías de seguros.

El conocimiento de la vida remanente de los transformadores de potencia es un factor decisivo para gestionar el riesgo asociado con la confiabilidad de la red de transmisión y, por supuesto, para brindar un servicio eléctrico de calidad.

La evaluación de la vida de cualquier equipo tiene relación con su proceso de envejecimiento. Las máquinas eléctricas se deterioran de distintas maneras, de acuerdo con su diseño y propósito. Cualquier máquina está expuesta (en distinto grado), a solicitaciones térmicas, mecánicas, eléctricas y provocadas por el medioambiente. Por ello, la evaluación de la condición del transformador, mediante métodos de supervisión en y fuera de línea, se ha vuelto una estrategia clave para conocer el estado del equipo.

Un transformador llega al final de su vida cuando es incapaz de llevar a cabo su función, la cual es el ser un enlace confiable entre las distintas partes de un sistema de potencia que están a diferentes niveles de tensión.

Por lo general, un transformador de potencia es un dispositivo muy confiable que está diseñado para lograr una vida útil de 20-35 años y una vida mínima de 25 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65 °C y 95 °C. Aunque en la práctica la vida de un transformador de potencia podría llegar a 60 años con un mantenimiento adecuado y en función de la fecha de fabricación, ya que se ha observado en transformadores producidos recientemente una edad promedio al fallo de 14,9 años en idénticas condiciones de trabajo.

El papel impregnado con aceite se utiliza con gran profusión como aislamiento de los devanados del transformador, razón por la que en la industria rige la premisa que: *la vida del transformador es la vida del papel*. Sin embargo, este tipo de aislamiento está considerado como el eslabón más débil en la cadena de cualquier sistema de transmisión.

El aislamiento papel-aceite se degrada con el tiempo y el proceso depende de las condiciones térmicas y eléctricas, de la cantidad de agua y oxígeno, y de otras condiciones presentes en el interior del transformador. Otros aspectos como fallos externos y sobretensiones, tienen un efecto negativo en la condición del material aislante y cuando el aislamiento ha envejecido mucho, supervisar estos otros aspectos es muy importante. Aunque los transformadores no tienen partes móviles a excepción del flujo de aceite, sus sollicitaciones mecánicas son importantes, especialmente durante cortocircuitos.

La expectativa de vida técnica de un transformador de potencia está determinada por varios factores: diseño del equipo, historia y futuros eventos, condiciones presentes y futuras de trabajo y el estado actual del aislamiento.

El objetivo de este trabajo es describir el problema de la vida del transformador de potencia, así como mostrar el uso de las guías de carga y las posibles diferencias que se pueden encontrar al usar una u otra guía de carga.

VIDA DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y VIDA DE SU AISLAMIENTO. En principio, el envejecimiento de los transformadores se recoge en las guías de carga del IEEE e IEC. La idea básica de estas guías data de hace más de 50 años. De acuerdo a ellas, el envejecimiento y la duración de vida del aislamiento del transformador podrían describirse, casi exclusivamente, por la degradación térmica de las propiedades del papel aislante ubicado entre el devanado del transformador.

Un comentario en la guía de carga del IEEE señala que debido a los muchos factores que causan deterioro del aislamiento del transformador y que influyen en el efecto acumulativo de la temperatura en un determinado tiempo, se imposibilita predecir con precisión la vida útil del aislamiento en condiciones controladas y mucho menos ante situaciones de servicio sujetas a cambio.

En dicha guía, siempre que se utiliza el término “vida” se hace referencia a la vida calculada del aislamiento y no a la vida real del transformador. La relación entre la vida del aislamiento y la del transformador es una incógnita todavía sin resolver, debido al hecho conocido, que bajo ciertas condiciones, la vida del transformador puede superar la vida del aislamiento.

El estimar de forma absoluta en años la vida remanente del equipo, es difícil debido a que implica muchas suposiciones p.e. una clara definición de “final de vida” y certeza acerca de fatigas futuras. El punto de final de vida del aislamiento es una variable desconocida todavía, máxime teniendo en cuenta el gran debate originado en la comunidad profesional acerca de los valores esperados de “vida normal” y el criterio de “final de vida”

A. Punto de final de vida del transformador de potencia

El punto de final de vida del transformador de potencia se puede clasificar de la siguiente manera:

- 1) Final de vida técnico: ocurre cuando el transformador podría o debería ser puesto fuera de servicio debido a razones técnicas, físicas o a un cierto debilitamiento de la integridad técnica del transformador.
- 2) Final de vida estratégico: originado por cambios en la red p.e. cambios en la cargabilidad y tensión de servicio, variación de la capacidad de cortocircuito de transformadores viejos.
- 3) Final de vida económico: ocurre debido a condiciones económicas de la empresa a cargo del equipo p.e. gestión de las pérdidas y costes de mantenimiento.

B. Punto de final de vida del aislamiento

En la Tabla I se muestran ejemplos de opciones absolutas en la selección de la vida del aislamiento. Los valores de vida mostrados ilustran el efecto de las variables significativas, aunque los valores finales usados para calcular la vida del aislamiento se deben basar en el consenso de los datos del envejecimiento disponibles en la industria.

**TABLA I
DEFINICION DE VIDA DE AISLAMIENTO**

Bases	Humedad Aislamiento %	Nivel Oxígeno	Vida (horas)
50% Rigidez Mecánica	0,5	Bajo **	65.020
	1,0	Bajo	32.510
	2,0	Bajo	16.255
	0,5	Alto ***	26.000
	1,0	Alto	13.000
	2,0	Alto	6.500
20% Rigidez Mecánica (Ver Nota)	0,5	Bajo	152.000
	1,0	Bajo	76.000
	2,0	Bajo	38.000
	0,5	Alto	60.800
	1,0	Alto	30.400
	2,0	Alto	15.200
200 DP	0,5	Bajo	158.000
	1,0	Bajo	79.000
	2,0	Bajo	39.500
	0,5	Alto	63.200
	1,0	Alto	31.600
	2,0	Alto	15.800

** Cuba sellada *** Acceso a la atmósfera

Nota: Un punto final levemente más conservador sería 25% de rigidez mecánica residual a una vida de 135.000 h (para un aislamiento seco).

En dicha tabla se observa que el valor de la rigidez dieléctrica no es utilizado (entre otras variables), debido a que el daño evolutivo observado en esta variable es más lento que otros criterios. Por lo tanto,

las características mecánicas del papel son los factores determinantes en el criterio del final de vida del papel aislante.

Por otro lado, al usar los valores de DP (grado de polimerización, por sus siglas en inglés) como criterio de final de vida, diferentes investigadores usan distintos valores p.e. Shroff 250, McNutt 200, aunque, en la literatura se observa una tendencia hacia un valor de DP = 200

El DP representa el número de monómeros de glucosa, $C_6H_{10}O_5$, presentes en la molécula de la celulosa del papel. El valor del DP está críticamente relacionado con la rigidez mecánica del papel. Durante la fabricación de un transformador, el DP del papel se encuentra entre 1000 y 1300, el secado del transformador lo reduce a 950 y el envejecimiento en servicio lo reduce mucho más. A un DP entre 950 y 500, la rigidez mecánica es constante, pero en el margen de 500-200 la rigidez mecánica decrece en proporción directa al DP. A un DP de 150 la rigidez mecánica se reduce a 20% de su valor inicial y debajo de este valor el papel no tiene rigidez mecánica alguna, por lo que en la industria se considera que debajo de un DP =200, el papel pierde todas sus propiedades mecánicas y el equipo es susceptible a daños.

En la Tabla I se observa que un pequeño aumento en el porcentaje de humedad reduce en gran medida la expectativa de vida del aislamiento, por lo que el contenido de humedad es considerado en extremo dañino para el papel aislante. La presencia de humedad en el sistema de aislamiento juega un rol crítico en la vida del equipo, ya que la humedad deteriora la rigidez dieléctrica y mecánica, y bajo condiciones de sobrecarga promueve la evolución de burbujas en el aceite, con la consiguiente inestabilidad térmica del sistema de aislamiento. En términos generales, la vida mecánica del aislamiento se reduce a la mitad cuando se dobla el contenido de humedad y la tasa de deterioro del papel es proporcional al contenido de agua.

En lo que respecta al contenido de oxígeno, su reacción con el aceite aislante crea productos químicos derivados de la oxidación p.e. ácidos, aldehídos, epóxidos, etc. que son agresivos con el papel y lo desgarran molécula a molécula, por lo que afectan de manera negativa la vida del papel aislante, tal como se muestra en la Tabla I. Asimismo, la degradación del papel por oxígeno produce humedad, lo cual debilita las uniones de las moléculas de la glucosa del papel, por lo que reacciones secundarias provocarían rupturas en la cadena del polímero lineal (celulosa) que confiere la rigidez mecánica al papel, degradándolo y disminuyendo así su grado de polimerización y su rigidez mecánica.

CORRELACION ENTRE LA VIDA Y LA TEMPERATURA. En la búsqueda por obtener un valor numérico aproximado de la vida del transformador de potencia, la industria ha desarrollado dos métodos:

- Las guías de carga, basadas en el modelo de Arrhenius-Dakin.
- La obtención del DP de manera directa o mediante el contenido de furanos en el aceite.

El segundo método se analiza en la parte II del presente trabajo.

Otros métodos de detección de fallos como las descargas parciales, en y fuera de línea, son muy efectivos en el seguimiento y detección de fallos tempranos en el aislamiento de los transformadores de potencia, pero no serán tratados en este artículo, habida cuenta que no se consideran métodos que especifiquen de manera concreta el tiempo de vida utilizado y final de vida del aislamiento, como sí lo especifican los dos métodos antes mencionados.

A. *El Modelo de Arrhenius-Dakin*

El modelo clásico para el cálculo de la vida remanente de un transformador de potencia ha sido el modelo de Arrhenius – Dakin mostrado a continuación:

$$\text{Vida Remanente} = L = Ae^{B/T}$$

donde A: Vida inicial y B: constante, son evaluados por la energía y la tasa de activación de una reacción química específica y T es la temperatura en K (Kelvin). La ecuación puede representarse por:

$$\ln(L) = \ln(A) + B/T$$

Este modelo se basa en la tasa de reacción química de Arrhenius y asume que el envejecimiento debido a las fatigas eléctrica, mecánica y del medioambiente no tiene un impacto notable en la vida del aislamiento durante operación normal. El modelo A-D es considerado de fatiga simple (temperatura) y es el que más se utiliza en el análisis de fatiga por temperatura en aislamiento eléctrico. Este modelo es la base de varios estándares que relacionan la vida del aislamiento con la temperatura.

Sin embargo, basar la esperanza de vida de un transformador solamente en el debilitamiento de las características mecánicas del aislamiento y considerando solamente la influencia de la temperatura, se ha sobre enfatizado demasiado en la tecnología del transformador.

Comparativamente, es escasa la información sobre fallos de transformadores que sea atribuible a fallos primarios como consecuencia del envejecimiento térmico del material aislante.

En su lugar, hay consenso que eventos anormales tales como sobretensiones y fallos en el sistema son mucho más perjudiciales que el envejecimiento a largo plazo. Sin embargo, el envejecimiento de largo plazo puede hacer al transformador propenso al fallo ante tales eventos.

El modelo A-D permite obtener una medida de la vida esperada de un material aislante a temperatura de operación normal, extrapolando tres o cuatro puntos de la curva de envejecimiento; pero, desde el punto de vista estadístico no es del todo aceptado, debido a que la confiabilidad de los datos extrapolados es más baja conforme estos se alejan de la curva

de datos obtenidos en ensayos a pie de obra. Otra desventaja en usar el modelo A-D es, como ha sido mencionado antes, que este modelo está basado en la tasa de una reacción química, denominada “reacción química principal”, cuando es de esperarse que en el interior del transformador surjan otras reacciones químicas a diferentes temperaturas o se produzcan distintas reacciones simultáneamente.

De lo anterior se desprende que, debido a que B en (2) es proporcional a la energía de activación; entonces, si la reacción química cambia debido a la variación de temperatura, B también sufrirá cambio, causando variaciones en la pendiente de la curva e incurriendo en errores en los resultados. Esta es una de las posibilidades de cometer errores al extrapolar de condiciones de ensayo a condiciones de baja temperatura. Aunque un posible valor de consenso para B puede ser 15.000, tal como lo propone McNutt en *W.J. McNutt, “Insulation Thermal Life Considerations for Transformer Loading Guides”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 1, January 1992*

Guías de Carga. Se han utilizado las guías de carga como una referencia obligatoria para el cálculo de la vida del aislamiento del transformador de potencia. En ambas el cálculo está basado en la temperatura del punto más caliente del devanado del transformador (θ_H) tomando en consideración el modelo A-D. Ambas guías coinciden en que el valor θ_H está compuesto según:

$$\theta_H = \theta_A + \theta_{\Delta T_{\text{aceite}}} + \theta_{\Delta T_{\text{devanado}}}$$

Donde θ_A : temperatura ambiente, $\theta_{\Delta T_{\text{aceite}}}$: diferencia de temperatura entre la temperatura del aceite en la parte superior de la cuba y la temperatura ambiente y, $\theta_{\Delta T_{\text{devanado}}}$: diferencia de temperatura entre el punto más caliente del devanado y la temperatura del aceite en la parte superior de la cuba.

A su vez, $\theta_{\Delta T_{\text{aceite}}}$ y $\theta_{\Delta T_{\text{devanado}}}$ se definen en estado transitorio (variación de carga) de acuerdo con (1) y (2), respectivamente.

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,U} - \Delta\theta_{TO,i}) \left[1 - e^{-t/\tau_{TO}} \right] + \Delta\theta_{TO,i} \quad [1]$$

$$\Delta\theta_H = (\Delta\theta_{H,U} - \Delta\theta_{H,i}) \left[1 - e^{-t/\tau_H} \right] + \Delta\theta_{H,i} \quad [2]$$

Donde, los subíndices **i** y **u** indican los valores iniciales y finales, respectivamente; τ_{TO} y τ_H son las constantes de tiempo del aceite y del devanado, respectivamente. Los valores iniciales y finales de $\theta_{\Delta T_{\text{aceite}}}$ y $\theta_{\Delta T_{\text{devanado}}}$ son definidos en la guía de carga IEEE, de acuerdo con (3) y (4), sustituyendo el subíndice x por el subíndice i o u, según sea el caso.

$$\Delta\theta_{TO,x} = \Delta\theta_{TO,r} \left[\frac{(K_x^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^m \quad [3]$$

$$\Delta\theta_{H,x} = \Delta\theta_{H,r} K_x^{2m} \quad [4]$$

donde, el subíndice r indica valores a carga nominal, K es la relación de la potencia del equipo con respecto a la potencia nominal, R es la relación de las pérdidas a carga nominal con respecto a las pérdidas en vacío, n y m son constantes que dependen del sistema de enfriamiento utilizado en el equipo.

Aunque es bien sabido que no es correcto considerar a n y m constantes, ya que varían con las variaciones de carga. La guía IEEE propone algunos valores para estos exponentes.

En la guía IEC las ecuaciones en estado estable son algo distintas, dependiendo del sistema de enfriamiento utilizado en el equipo.

La guía IEC es principalmente aplicable al aislamiento con papel no enriquecido térmicamente y la temperatura de punto caliente está limitada en la guía a 98 °C, a una temperatura ambiente de 20 °C. Por otro lado, la guía del IEEE usa los valores de 110 °C a 30 °C, para las mismas temperaturas, respectivamente. En la guía de IEC no hay caso en el cual θ_H sea mayor a 140 °C, debido a que se considera que a valores superiores el modelo A-D no es completamente aplicable, debido a la posible presencia de gases libres procedentes del aislamiento. La guía IEEE permite valores de hasta 180 °C.

No existe un valor de “vida absoluta”; en su lugar, en la guía IEEE se define “la vida por unidad” (5) y el “factor de aceleración de envejecimiento” (FAA) (6). La guía IEC propone “la tasa de envejecimiento relativo” (7), la cual es doblada por cada 6 °C de incremento (fijo) en θ_H (sobre una base continua).

$$\text{Vida (p.u.)} = 9.80 \cdot 10^{-18} e^{\left[\frac{15000}{\theta_H + 273}\right]} \quad [5]$$

$$F_{AA} = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_H + 273}\right]} \quad [6]$$

$$\text{Tasa de Envejecimiento Relativo} = V = 2^{(\theta_H - 98)/6} \quad [7]$$

El F_{AA} es más grande que 1 cuando θ_H es más elevada que 110 °C, lo que sugiere pérdida de vida (para envejecimiento normal) y es menor que 1 cuando θ_H es inferior a 110 °C, y por tanto es indicador de la extensión de vida. Sin embargo, el equivalente ganado en vida por operar a bajas temperaturas es menor que la correspondiente pérdida por trabajar a altas temperaturas.

El uso de la expresión (7) puede ser considerado despreciable a un θ_H por debajo de 80 °C

En la guía del IEEE la ecuación (6) se usa para calcular el envejecimiento equivalente del transformador. La vida equivalente (F_{EQA}) (en horas o días), a la temperatura de referencia, que será consumida en un período de tiempo dado t para el ciclo de temperatura dada, se calcula por (8).

$$F_{EQA} = (t)^{-1} \int_0^t F_{AA} dt = \left(\sum_{n=1}^N \Delta t_n \right)^{-1} \sum_{n=1}^N F_{AA,n} \Delta t_n \quad [8]$$

Con este valor el porcentaje de pérdida de vida, si la vida normal (NIL) es conocida, está definido por la expresión [9].

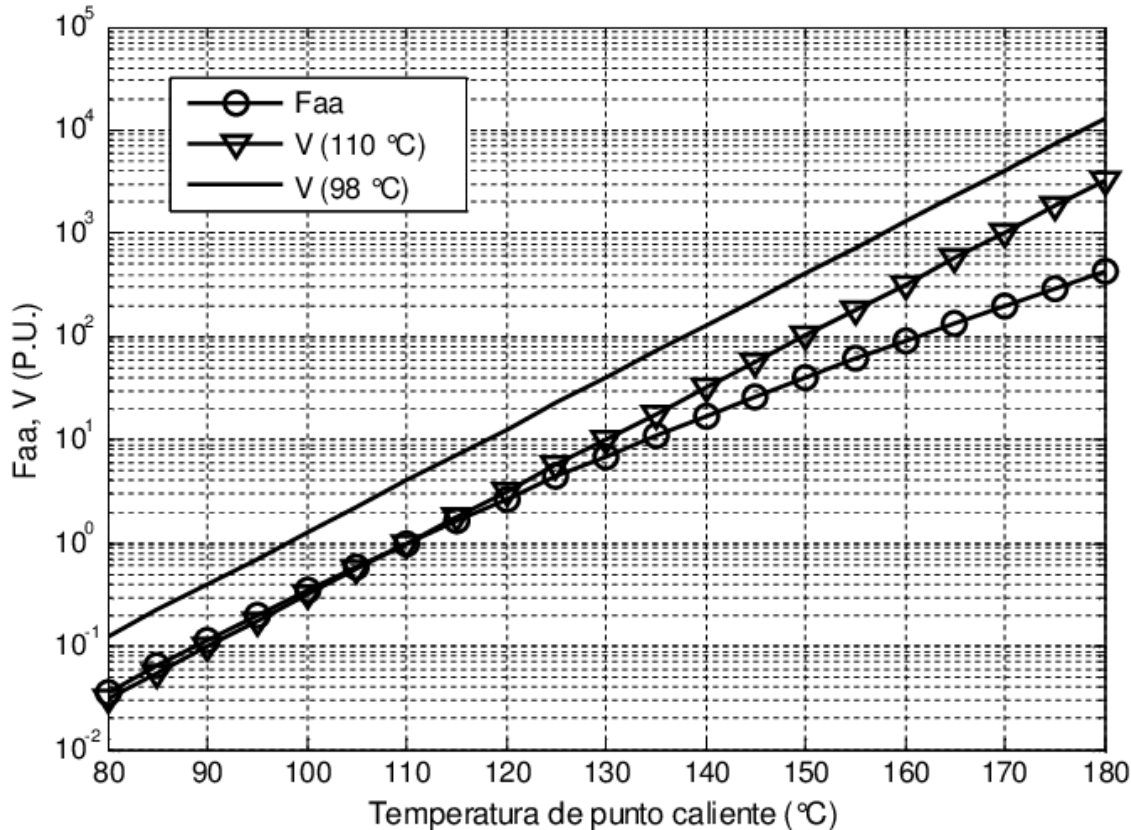
$$\% \text{ Pérdida de vida} = (F_{EQA} t \ 100) / \text{NIL} \quad [9]$$

La NIL no se define de manera única, por lo que se deja al usuario la libertad de seleccionar un valor adecuado. La guía de IEEE propone algunos valores de referencia para un sistema de aislamiento bien seco.

Un procedimiento similar se observa en la guía de IEC, en donde la pérdida relativa de vida sobre un cierto intervalo de tiempo se calcula mediante (10).

$$L = \frac{1}{t} \int_{t_1}^{t_2} V dt = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N V \quad [10]$$

En la búsqueda de una posible comparación entre ambas guías de carga, en la fig. 1 se ha cambiado la referencia de **V** a 110 °C y como se puede apreciar, a temperaturas superiores a 115 °C, aproximadamente, ambos modelos arrojarán resultados distintos. Esto se debe a que cada guía de carga está elaborada tomando en consideración distintos tipos de papel aislante y por lo tanto distintos modelos. En la versión más reciente de la guía de carga IEC [23] se especifica que los modelos son idénticos en el caso que el papel sea térmicamente mejorado, como es el caso de la guía de carga del IEEE [6]. En ambas guías se muestran ejemplos de cálculo de envejecimiento relativo y de \square_H



Faa (IEEE) y V (IEC) en función de la temperatura de punto caliente

El procedimiento para calcular la vida de un transformador, basado en las guías de carga, se considera de fácil aplicabilidad pero impreciso debido a que solamente se tiene en cuenta la temperatura como el único agente de degradación, ignorando los efectos de otros tipos de degradación presentes en condiciones de servicio. Además, si se desconocen los factores ambientales que influyen en la degradación del papel p.e. oxígeno y humedad, las tasas de reacción son impredecibles con un factor de 3-4. Por otro lado, si la temperatura no es medida, sino estimada por métodos imprecisos sugeridos por estándares o por mediciones del punto caliente realizadas por imagen térmica, esto añade un error de alrededor de 2 en la tasa de reacción.

EQUIPOS PERIFERICOS. Los equipos periféricos de un transformador de potencia son aquellos que se utilizan en conjunto con el transformador para su operación, monitoreo y protección. Estos equipos periféricos pueden incluir:

1. Interruptor de potencia: es un dispositivo de protección que se utiliza para abrir y cerrar el circuito eléctrico en el que se encuentra el transformador. Los interruptores de potencia se utilizan para proteger el transformador de sobrecargas y cortocircuitos.

2. Seccionador: es un dispositivo de maniobra que se utiliza para aislar una parte del circuito eléctrico en el que se encuentra el transformador. Los seccionadores se utilizan para permitir el mantenimiento y la reparación del transformador sin interrumpir el suministro de energía eléctrica.
3. Dispositivo de control de temperatura: se utiliza para monitorear la temperatura del transformador y evitar que se sobrecaliente. Los dispositivos de control de temperatura pueden incluir termómetros, termostatos y sensores de temperatura.
4. Conservador de aceite: es un tanque que se utiliza para almacenar el aceite dieléctrico utilizado en el transformador. El conservador de aceite permite la expansión y contracción del aceite en función de los cambios de temperatura.
5. Válvula de alivio de presión: es un dispositivo de seguridad que se utiliza para liberar la presión interna del transformador en caso de una falla. Las válvulas de alivio de presión ayudan a proteger el transformador de daños y a prevenir la explosión.
6. Sistema de enfriamiento: se utiliza para mantener la temperatura del transformador dentro de los límites adecuados. Los sistemas de enfriamiento pueden incluir radiadores, ventiladores, sistemas de agua y aceite, entre otros.
7. Sistema de monitoreo y control: se utiliza para monitorear y controlar la operación del transformador y los equipos periféricos. Estos sistemas pueden incluir medidores de energía, dispositivos de protección, sistemas de automatización y control, entre otros.

En resumen, los equipos periféricos son importantes componentes que aseguran el correcto funcionamiento y la protección del transformador de potencia.

Los transformadores normalmente son construidos para una vida entre 25 a 35 años con una temperatura de operación aproximadamente entre 65°C a 95°C, en algunos casos con un mantenimiento adecuado la vida se puede extender a 60 años, es por tal motivo que resulta sumamente importante acompañar la evolución del envejecimiento del equipo de forma a sustituirlo en el tiempo óptimo [1].

El análisis del histórico de los gases producidos en un transformador sumergido en aceite aislante (cromatografía), nos ofrece subsidios para evaluar o realizar un diagnóstico del estado de los transformadores basados en normas y criterios científicamente aceptados (en este trabajo se utilizó el criterio establecido en la referencia [4]), este diagnóstico junto con otros ensayos como la determinación de 2- furfuraldehído permiten concluir sobre el estado del papel aislante del transformador sumergido en aceite mineral aislante, según [1] la vida de un transformador es “la vida del papel”, para complementar estos estudios se utiliza la fórmula clásica de **Arrhenius** para determinar el tiempo de vida útil remanente del transformador.

El objetivo de este trabajo es presentar un estudio realizado a un Autotransformador trifásico de 375 MVA, tensión 525 / 241,5 kV, con entrada en operación 02/05/1984, basado en su historial de ensayos de gas cromatografía y de un ensayo de 2- furfuraldehído, de forma a diagnosticar su estado actual y determinar el tiempo de vida remanente en las condiciones de cargas actuales y condiciones de operación ideal.

Los transformadores de potencia cumplen una función muy importante en los sistemas eléctricos de potencia, cual es, la de elevar la tensión de los centros de generación para su posterior transmisión a bajas pérdidas, es por esa razón que una pérdida en el sistema de transformación incurriría en una pérdida económica y social muy elevada, razón por la cual la supervisión y la determinación de la vida útil son fundamentales para acompañar el estado y el envejecimiento del transformador, y poder así sustituirlo en el menor tiempo posible (debido a que el tiempo de adquisición de un transformador de potencia nuevo oscila por los 2 años e incluso más) y por ende con la menor pérdida económica a causa de la disminución de la energía transmitida y/o por la disminución de la confiabilidad del sistema.

Los transformadores de potencia utilizan como medio dieléctrico interno papel sumergido en aceite mineral nafténico, se considera que la degradación del papel constituye la pérdida de la vida del transformador [1].

En este trabajo se combinan varias técnicas de análisis para diagnosticar el estado del transformador; se utilizan técnicas basadas en los ensayos de gas cromatografía, mediciones de **2 – furfuraldehído**. Para cuantificar el diagnóstico se utiliza la fórmula de Arrhenius para estimar el tiempo de vida remanente en las condiciones ideales de operación de equipo.

1. ACEITE AISLANTE

El aceite aislante utilizado en los transformadores se clasifica en parafínico y nafténico, el primero se tiene cuando en su constitución química prevalece compuestos orgánicos de cadenas carbónicas abiertas (figura 1), mientras que en el segundo prevalece los compuestos orgánicos de cadena cerrada, (figura 2).

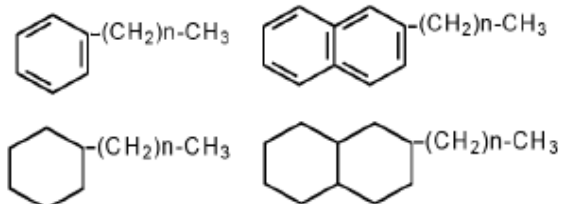
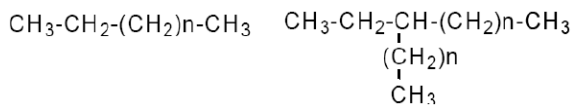


Figura 1: Aceite aislante parafínico

Figura 2: Aceite aislante nafténico

Ambos tipos de aceite son derivados del petróleo, el aceite aislante utilizado en el transformador en estudio es del tipo cadena cerrada o nafténico.

2. ENVEJECIMIENTO DE TRANSFORMADORES

Uno de los principales parámetros que indica el estado de los transformadores en operación es el estado de la aislación interna, formada por aceite mineral y el papel que envuelve las bobinas. Daños en esta aislación resulta en la degradación de estos dieléctricos, como consecuencia, en la disminución de la vida útil de los transformadores. Esta degradación causada por procesos térmicos, eléctricos y mecánicos genera gases combustibles cuyas identidades individuales pueden indicar el tipo de falla y la gravedad del problema.

La vida del transformador se relaciona con su envejecimiento, un transformador llega al final de su vida cuando es incapaz de llevar a cabo su función, la cual es el ser un enlace confiable entre las distintas partes de un sistema de potencia que están a diferentes niveles de tensión. Por lo general, un transformador de potencia es un dispositivo muy confiable que está diseñado para lograr una vida útil de 20-35 años y una vida mínima de 25 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65°C y 95°C [1]. Aunque en la práctica la vida de un transformador de potencia podría llegar a 60 años con un mantenimiento adecuado y en función de la fecha de fabricación, ya que se ha observado en transformadores producidos recientemente una edad promedio al fallo de 14,9 años en idénticas condiciones de trabajo [1].

El papel impregnado con aceite se utiliza con gran profusión como aislamiento de los devanados del transformador, razón por la que en la industria rige la premisa que: la vida del transformador es la vida del papel [1]. Sin embargo, este tipo de aislamiento está considerado como el eslabón más débil en la cadena de cualquier sistema de transmisión.

El aislamiento papel-aceite se degrada con el tiempo y el proceso depende de las condiciones térmicas y eléctricas, de la cantidad de agua y oxígeno, y de otras condiciones presentes en el interior del transformador. Otros aspectos como fallos externos y sobretensiones, tienen un efecto negativo en la condición del material aislante y cuando el aislamiento ha envejecido mucho, supervisar estos otros aspectos son muy importantes.

Aunque los transformadores no tienen partes móviles a excepción del flujo de aceite, sus sollicitaciones mecánicas son importantes, especialmente durante cortocircuitos.

La expectativa de vida técnica de un transformador de potencia está determinada por varios factores: diseño del equipo, historia y futuros eventos, condiciones presentes y futuras de trabajo y el estado actual del aislamiento.

3. ESTUDIO DE ENVEJECIMIENTO

4.1 Envejecimiento del papel

El proceso de envejecimiento de un transformador está directamente relacionado con la resistencia mecánica del papel aislante de su aislación sólida, siendo el papel la componente de la aislación sólida, tiene la capacidad de deteriorarse, o perder sus cualidades mecánicas con el paso del tiempo, sin no obstante, perder sus características dieléctricas [2].

Los factores que más influyen en la pérdida de la calidad o degradación del papel son: humedad (agua), temperatura y agentes oxidantes, factores que se encuentran normalmente durante la operación de los transformadores y que causan la aparición de glucosa libre debido a la rotura de la cadena de celulosa en la unión glicosídica [2].

El papel utilizado en transformadores inmersos en líquido aislante puede sufrir degradación térmica, hidrolítica y oxidativa.

En la degradación térmica, además de la glucosa libre son formados agua, óxidos de carbono (CO y CO₂) y ácidos orgánicos.

En la degradación hidrolítica catalizada por la presencia de un ácido o por la acidez del medio, ocurre la rotura de los enlaces glicosídicos de la cadena de celulosa, formando glucosa libre. El agua en presencia de los compuestos ácidos formados por la oxidación de los hidrocarburos del aceite mineral aislante participará de la degradación del papel aislante.

En la degradación oxidativa son formados ácidos, aldehídos y agua. Cuando la oxidación envuelve los carbonos 2 y 3 se abre la estructura en anillo de la glucosa, formando CO, CO₂ y H₂. Las modificaciones debilitan los enlaces glucosídicos, contribuyendo a la rotura de la cadena de celulosa con la formación de glucosa libre.

Otros productos formados por la degradación de la glucosa libre son los furanos, compuestos que presentan una estructura en anillo con cinco lados. Los furanos al contrario de la glucosa, son solubles en el aceite mineral y por tanto detectables en este líquido dieléctrico.

Resumiendo: la degradación térmica hidrolítica y oxidativa del papel resulta en:

- Rotura de la cadena de celulosa y consecuente decrecimiento del grado de polimerización (GP) del papel.
- Formación de compuestos derivados del furano, solubles en el aceite aislante,
- Formación de gases como el CO y CO₂, solubles en el aceite aislante.

4.2 Criterio de fin de vida según el análisis del papel

Durante la operación del transformador, a medida que el papel va envejeciendo, hay una disminución de sus propiedades mecánicas, relacionado a una disminución del grado de polimerización GP del papel. El fin de la vida del papel como aislante es considerado cuando el GP se encuentra entre 100 a 250 [2].

El GP representa el número de monómeros β de glucosa, $C_6H_{10}O_5$, presentes en la molécula de la celulosa del papel [1]. El valor del GP está críticamente relacionado con la rigidez mecánica del papel. Durante la fabricación de un transformador, el GP del papel se encuentra entre 1000 y 1300, el secado del transformador lo reduce a 950 y el envejecimiento en servicio lo reduce mucho más. A un GP entre 950 y 500, la rigidez mecánica es constante, pero en el margen de 500-200 la rigidez mecánica decrece en proporción directa al GP [1].

La dificultad de determinación del final de vida de un aislante sólido (papel) para equipos en operación a partir de la determinación del GP está en la necesidad de interrumpir la operación del equipo, drenar aceite mineral aislante, coleccionar muestras del local de mayor temperatura del bobinado celulósico, y reparar este punto.

Así como el GP los compuestos de furano también son generados durante el proceso de envejecimiento del papel aislante (exclusivamente por la degradación de la celulosa, por la glucosa libre), siendo solubles en el aceite mineral aislante, aún si el transformador opera dentro de sus parámetros nominales.

Entre los métodos existentes para la determinación del contenido de furanos en el aceite mineral aislante están: cromatografía líquida de alta resolución (HPLC) y ultravioleta visible. Otro método adoptado es el de medición por ultravioleta visible, dadas razones económicas.

De los compuestos de furano el 2-furfuraldehído es el que más se ha estudiado por ser el compuesto que mejor representa la condición de fin de vida de la aislación celulósica del papel.

En [3] se presenta el resultado de la medición del contenido de 2-furfuraldehído en un gran número de transformadores utilizando cromatografía líquida de alta resolución, en ella se sugiere basado en análisis estadísticos una relación entre el contenido de furfuraldehído en el aceite y el envejecimiento del papel. La ecuación de correlación entre el GP y el 2- furfuraldehído es:

$$GP = \frac{1.51 - \log(2 - fur)}{0.0035}$$

Dónde: GP es el grado de polimerización, 2-fur: contenido de 2-furfuraldehído medido.

4.3 Diagnóstico basado en ensayos de gas – Cromatografía

Existen varios criterios para determinar el diagnóstico de un transformador, entre ellas: NTC-IEC 60666 de 2015, NTC 3445 de 2008, NTC 1465 de 2003, NTC 380 de 2001, NTC 317 de 1998 y métodos como los Criterios de Rogers, Criterio desarrollado por Laborelec, Criterio de Duval, Criterio de Dornenburg, criterio de Pugh y criterio de gases claves.

En este artículo se ha utilizado el criterio de la norma Brasileña NBR 7274 [4] para el diagnóstico del transformador, como ejemplo.

Esta norma describe como las concentraciones de gases formados por la degradación del aceite o de la aislación sólida, causada por descargas eléctricas o solicitaciones térmicas de transformadores inmersos en aceite pueden ser interpretadas para diagnosticar el estado de un transformador y sugerir procedimientos futuros [4].

La norma [4] presenta dos tablas, en la tabla 1 presenta la relación entre los gases acetileno y etileno, metano e hidrógeno y entre el etileno y etano, en la tabla 2 el diagnóstico propuesto de acuerdo a la relación obtenida en la tabla 1.

	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
$0.1 > R$	0	1	0
$0.1 \leq R < 1$	1	0	0
$1 \leq R < 3$	1	2	1
$R \geq 3$	2	2	2

Tabla 1: Relación entre los gases característicos
(Las relaciones con denominador cero se consideran iguales a cero)

Diagnóstico	Relaciones		
	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
Sin falla	0	0	0
Descargas parciales de baja energía	0	1	0
Descargas parciales de alta energía	1	1	0
Descargas de baja energía (a)	1	0	1
Descargas de alta energía	1	0	2
Descargas de baja energía	2	0	1
Descargas de baja energía	2	0	2
Falla térmica baja (<150°C) (b)	0	0	1
Falla térmica media (150-300°C) (c)	0	2	0
Falla térmica alta (300 – 700°C)	0	2	1
Falla térmica muy alta (>700°C) – (d)	0	2	2

Tabla 2: Diagnóstico de fallas a través de análisis de gases disueltos en el aceite aislante

Notas:

- a) La relación entre C_2H_2/C_2H_4 se eleva de un valor comprendido entre 0,1 y 3 a un valor superior a 3 y la relación C_2H_4/C_2H_6 de un valor comprendido entre 0,1 y 3 a un valor superior a 3 cuando la intensidad de la descarga aumenta;
- b) En este caso los gases provienen principalmente de la degradación de la aislación sólida, esto es explicado por el valor de la relación C_2H_4/C_2H_6
- c) Este tipo de falla es indicado normalmente por un aumento de la concentración de gases. La Relación CH_4/H_2 es normalmente del orden de 1; el valor real superior o inferior a 1 depende de numerosos factores tales como: el tipo de sistema de preservación del aceite, la temperatura y la cantidad de aceite;
- d) Un aumento de la concentración de C_2H_2 puede indicar que la temperatura del punto caliente es superior a $1000^{\circ}C$
- e) Los transformadores equipados con conmutador de tensión bajo carga pueden indicar fallas tipo térmica muy alta cuando los productos de descomposición formados por el arco en el conmutador pudieren difundirse en el aceite del tanque principal del transformador.

Además de la relación de los gases combustibles, se utiliza también para el diagnóstico la relación CO/CO_2 . Para transformadores en inicio de operación esta relación tiene un valor menor a 7 y va aumentando con el envejecimiento normal, llegando a su estado crítico a un valor superior a 11 [4].

4. APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE DIAGNÓSTICO Y VIDA ÚTIL

5.1 Descripción del equipo en estudio

El equipo en estudio es un Autotransformador de 375 MVA, 500/220 kV, tipo de refrigeración ONAF, con entrada en operación 02/05/1984. Con carga media de operación de 290 MVA a una temperatura media de $37^{\circ}C$.



5.2 Diagnóstico en función a la cromatografía de gases

El objetivo del presente trabajo es basado en el histórico de gas cromatografía del equipo, presentar un análisis de su estado en cuanto a fallas a través de las norma NBR:7274 [4].

En la tabla siguiente se presentan los resaltados de la cromatografía de gases considerado para este equipo:

Fecha	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CH ₄	CO	H ₂	CO ₂	N ₂	O ₂	SF ₆
13/07/2010	0,0	25,0	59,0	65,0	101,0	6,0	930,0	45.081,0	5.137,0	0,0

Tabla 3: Resultados de gas cromatografía para el Autotransformador en estudio (ppm)

En la tabla 4 se calcula la relación de los gases indicados en la tabla3:

	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
0.1>R	0		
0.1<=R<1			0,42
1<=R<3			
R>=3		10,8	

Tabla 4: Relación entre los gases del autotransformador en estudio

Comparando los resultados con la tabla 2 (diagnóstico) concluimos que el transformador posee una falla térmica media (150 – 300°C).

Otra técnica también utilizada para diagnóstico es la relación $CO/CO_2 = 930/101 = 9,2$.

El diagnóstico recomendado en [4] indica que el transformador se encuentra en un proceso de envejecimiento normal.

5.3 Cálculo de envejecimiento a través de furfuraldehído

En esta sección se utilizan resultados de medición de 2-furfuraldehído para calcular el GP a través de la ecuación de Chendong [3] y posteriormente se utiliza la ecuación de Arrhenius [1] para estimar la vida útil del transformador.

Para esta sección se consideran los ensayos de furfuraldehído realizado en una muestra de 50 ml extraído, el valor medido por la técnica de radiación ultravioleta se indica a continuación:

Valor de furfuraldehído medido: 0.05

Utilizando la expresión de **Chendong**, podemos calcular el grado de polimerización del papel aislante de este equipo.

$$GP = \frac{1.51 - \log(2 - fur)}{0.0035} = \frac{1.51 - \log(0.05)}{0.0035} = 803$$

Utilizando la fórmula de **Arrhenius** podemos cuantificar aproximadamente el tiempo de vida remanente de este equipo para la cual debemos observar las constantes de la formula en la referencia [5]

$$\text{Log [vida(horas)]} = A + (B/T)$$

Donde

A= -14.133 transformadores de clase de temperatura 65°C;

-13.391 para transformadores con clase de temperatura de 55 °C

(Clase de temperatura se refiere a la elevación de la temperatura del punto más caliente sobre la temperatura ambiente);

B = 6972.15; T = temperatura en Kelvin.

T = Temperatura del punto más caliente+273 =
(120-40) + 273 = 353 K.

Log (vida) = - 14,133 + 6972.15/353 = **5.62**

Vida = 415.081,28 horas = **47 años**

5. CONCLUSIONES

Se observa que el diagnóstico de estado basado en normas y resultados de gas cromatografía nos podría auxiliar para entender el estado y o fallas incipientes en el equipo, que en este caso indica que posee una falla térmica de baja energía, resultados estos confirmados por la relación de CO/CO₂, es decir el transformador envejece normalmente razón por la cual esta relación es superior a 7.

Por el grado de polimerización podemos ver que las propiedades mecánicas del papel aún se encuentra en buenas condiciones, esto se debe que aunque el transformador en estudio posee 26 años de operación ella siempre ha trabajado con una potencia media de 77 % de la potencia nominal, es decir, siempre frío, por lo cual la descomposición de la celulosa es leve.

Por la ecuación aproximada de Arrhenius vemos que el transformador operando en condiciones de carga nominal y óptimas (sin sobrecargas, sin corto circuitos, sin transitorios, etc.) posee una expectativa de vida de 47 años más.

Si bien el análisis de los resultados es una interpretación técnica basado en la experiencia de cada empresa, los métodos descritos ofrecen subsidios muy importantes para determinar el diagnóstico del transformador y estimar el tiempo de vida remanente.



ANÁLISIS DE RIESGOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA. Los **riesgos** de incendio, explosión y daños de la naturaleza (rayos, huracanes, terremotos y otros) pueden ser amparados por coberturas de la rama de incendio y en la cobertura básica de las pólizas todo **riesgo** para daño material (Todo **Riesgo** Operativo).



La principal **causa** de **incendio** en el interior de los **transformadores** con el aislamiento líquido de alta inflamabilidad es la pérdida de su capacidad aislamiento efectivo.

Dada la hermeticidad y presión constantes en un transformador de potencia, una sobrepresión degenerará en una explosión. Los gases explosivos producidos durante un corto circuito entraran en contacto con el oxígeno y el aceite contenido en el transformador, lo que además de la explosión degenerará en el consecuente incendio asociado.

Dadas las características de algunos de los **aceites** que se utilizan en **transformadores** eléctricos, el **aceite** mineral no es **tan** buen aliado puesto que tiene una temperatura de encendido de 145°C y esto lo hace muy **peligroso** en caso de falla dentro del **transformador**, y acabe incendiándose.

De otra parte, la experiencia ha demostrado que el desconocimiento o falta de capacitación para los operadores de circuitos o encargados de maquinarias de mano **eléctricas** y ello conlleva un riesgo latente.

De acuerdo con un estudio presentado como Proyecto de Grado en la Universidad Carlos III de Madrid, España, denominado “*Evaluación del riesgo de Incendio y explosión de un Transformador*” se destaca que no obstante ser elementos muy fiables y seguros dentro de una red eléctrica de potencia, en los transformadores que emplean aislamiento líquido de alta inflamabilidad, como el aceite mineral, el riesgo por incendio resulta elevado, debido a que contiene una gran cantidad de elementos combustibles que se encuentran en contacto con elementos en tensión. Este trabajo persigue obtener la probabilidad de ocurrencia de incendio en un transformador de este tipo encuadrado en una instalación de cogeneración ficticia.

Esta peculiar circunstancia ha llevado a que la gran mayoría de los métodos de evaluación del riesgo de incendio empleados están basados en el análisis de las consecuencias y ninguno de ellos se centra en obtener su probabilidad de inicio. Lo que obliga a llevar a realizar un **análisis sistemático del riesgo de incendio de un transformador** y a **utilizar la metodología del árbol de fallos para cuantificar su probabilidad de ocurrencia**.

Por tanto, la probabilidad de producirse un fallo, da lugar a un **arco eléctrico** en su interior, **el cual casi instantáneamente, vaporiza una masa del aceite de la cuba**. La cantidad de gas generada tiene una relación muy estrecha con el nivel energético del arco eléctrico.

En consecuencia, cuando es alto, el gas formado se presuriza rápidamente, generando ondas de presión dinámica de gran magnitud en el aceite, que se propagan internamente por todo el transformador e interactúan con la estructura de la cuba en muy pocos milisegundos. Si las protecciones del transformador no consiguen despresurizar la cuba rápidamente, puede llegar a romper. Cuando esto sucede, los gases se infaman en contacto con el oxígeno debido a la alta temperatura a la que se encuentran, produciéndose una fuerte explosión que provoca la ignición del aceite y por lo tanto el incendio del transformador.

No somos muy amigos de éste recurso, pero a continuación dejamos un ejemplo en video de explosión de un transformador que es indicativo de lo antes comentado:

[Explosión de Transformadores](#) – Ejemplo

¿Qué pasa cuando explota un transformador?



Estas son las consecuencias: · Reducción de aislamiento en el **transformador** y daños en los devanados. Sobrecalentamiento y daños en otras partes del **transformador**. La función principal del sistema de protección es resguardar al **transformador** de cualquier falla al detectarla y resolverla lo más rápido posible.

Si bien son poco comunes, las fallas en los transformadores llegan a ocurrir y en algunos casos pueden tener alto impacto y cierto grado de riesgo en el sitio donde se encuentren instalados, sobre todo si no se tienen en cuenta las medidas de seguridad y mantenimiento adecuado.

Los transformadores inmersos en líquido, son dispositivos comúnmente utilizados en los sistemas de distribución. El aceite en donde se sumergen permite mejorar la rigidez dieléctrica y la refrigeración del dispositivo. Sin embargo, tienen el riesgo potencial de explosión debido principalmente a que el aceite dentro del tanque puede llegar al punto de ignición debido a una falla, lo cual ocasiona el aumento súbito de la presión dentro del tanque y la ruptura del mismo. Existen diversos dispositivos de seguridad que evitan este tipo de eventos. Pero aun así, el riesgo de incendio y explosión sigue presente en estos transformadores inmersos en aceite, lo que hace necesario que para su instalación se tomen en cuenta ciertos factores lo que puede incrementar su costo de instalación.

Existen otros tipos de transformadores, como los **transformadores secos** encapsulados en resina (TSER) que no presentan este tipo de riesgo ya que no están inmersos en líquidos aislantes lo cual le proporciona ventajas comparativas en cuanto a los tradicionales inmersos en aceite.



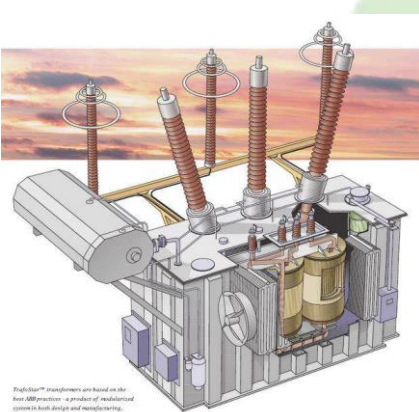
Los Transformadores convencionales de potencia y distribución son generalmente considerados como dispositivos confiables presentando una tasa de fallas baja. Sin embargo, el envejecimiento de la infraestructura de las subestaciones ubicadas a nivel global está causando una preocupación y se tiene evidencia del incremento de las pérdidas.

Es predecible un aumento de las fallas de los transformadores de subestación en un 500% dentro de los próximos 10 años debido a que las unidades instaladas en los años 1960 y 1970 están excediendo su ciclo de vida operacional esperado. **El cálculo de la tasa de falla de los transformadores ha mostrado que la confiabilidad rápidamente decrece después de 35 a 40 años de uso y para los 60 años ya es casi el 100%.**

CAUSAS:

Pueden enumerarse algunas de las fallas más frecuentes en transformadores inmersos en líquido (generalmente aceites minerales) que pueden ocasionar una interrupción en el servicio además de fuego y/o explosión.

Falla en el devanado



Un devanado es una parte muy importante del transformador. En los de distribución existen dos de estos: uno en el lado primario y otro en el secundario.

El alto voltaje y la baja corriente eléctrica corren en el devanado primario, y es a través del voltaje de inducción electromagnética que baja al secundario. Los devanados pueden soportar estrés dieléctrico, térmico y mecánico durante este proceso, pero a veces es tanto que resulta en una falla y una posterior ruptura. Estas son los tipos de problemas que pueden surgir.

Contactores y Guardamotores

Se denomina transformador a un dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal (esto es, sin pérdidas), es igual a la que se obtiene a la salida.

El transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, en energía alterna de otro nivel de tensión, basándose en el fenómeno de la inducción electromagnética.

Otras Amenazas y Exposiciones

Los **riesgos** de incendio, explosión y daños de la naturaleza (rayos, huracanes, terremotos y otros) pueden ser amparados por coberturas de la rama de incendio y en la cobertura básica de las pólizas todo **riesgo** para daño material (Todo **Riesgo Operativo**).

Las **sobrecargas** acortan la vida normal del **transformador** e implica un grado de riesgo para la red a la **que** está conectado. La norma IEC 60076-7[2] especifica las condiciones **que no se** deben sobrepasar durante las **sobrecargas** en los **transformadores**.

La Norma IEC – International Electrotechnical Commission

La **Comisión Electrotécnica Internacional (IEC)** es la organización de normalización líder en el mundo que desarrolla y publica estándares internacionales para todas las tecnologías eléctricas, electrónicas y relacionadas. Estos campos se agrupan bajo el nombre de "**electrotecnología**".

Reconocidas por la Organización Mundial del Comercio (OMC), las normas IEC cubren una amplia gama de tecnologías que van desde la generación, transmisión y distribución de energía, equipos médicos, semiconductores, fibras ópticas, desde nanotecnologías hasta energías renovables.

Las normas IEC ayudan a respaldar la experiencia y el conocimiento en los campos de seguridad, confiabilidad y confiabilidad, medio ambiente, eficiencia de energía eléctrica y energías renovables.

Si usted amigo lector está interesado en conocer algo sobre éstos temas, el enlace [Uso y referencia a normas ISO e IEC en la reglamentación técnica](#) puede darle una contextualización sobre el tema. Las **normas UNE** son un conjunto unificado de **normas** técnicas creadas por los **Comités Técnicos de Normalización o CTN**. De estos comités forman parte diferentes sectores dentro de la actividad productiva o de comercialización: Fabricantes, consumidores y usuarios.

DISCUSIONES SOBRE CUASA DE DAÑOS.

En la tabla 1, falla del producto como causa del daño se ha separado en tres categorías:

1. Fallas puras del producto
2. Fallas en elemento de protección y medición
3. Falla en los devanados

El propósito de esta subdivisión es aclarar que tan es la proporción de las falas puras del producto como causa del daño. No sería razonable, por ejemplo, atribuirle a un transformador que ha estado en servicio por 40 años una falla de producto la cual fue causada por un corto circuito externo al transformador.

Bajo le encabezado de falla puras del producto como causa del daño están todas aquellas que indistintamente del tiempo en que ocurran pudieron ser probadas que resultaron como deficiencias en la producción o que ocurrieron durante los periodos de garantía, pero que no pudieron ser atribuibles a cualquier error por parte del operador o a influencias externas. Por lo tanto, como se indica en la tabla 1, el 74% del total de casos daños se debieron a fallas producto y de estas el 68% fueron fallas puras del producto. Las fallas de elementos de ajuste, protección y medida comprenden todos los casos en tap changers que ocurrieron luego de la terminación del periodo de garantía que no fueron determinadas como falla pura del producto. En estos casos. El problema es, casi sin excepción, una situación de contactos deficientes resultando en carbonización del aceite. Las fallas en los devanados bajo en encabezado de fallas del producto incluyen las fallas en las bobinas descubiertas luego de la terminación del periodo de garantía, las fotos de los daños usualmente muestran envejecimiento o desintegración del aislamiento.

Fallas operacionales.

Las fallas operacionales (14%) son debidas principalmente al switching incorrecto o reacondicionamiento del aceite.

Influencias externas

En este grupo, los sobrevoltajes son predominantemente la causa del daño, bajo la premisa que todos los sobrevoltajes están ciertamente por encima del nivel de aislamiento del transformador. ES posible establecer que el número de casos de influencias externas depende ampliamente en la cantidad y tipo de equipos de protección provistos también como en el clima. El número de casos de daños puede diferir tanto como el 100%.

Tabla 1

Causa del daño	Distribución %	Detalle de falla del producto	Distribución casos %	#
Falla de Producto	74	Fallas puras	68	
Fallas operacionales	14	Equipos de protección	19	
Influencias externas	12	Falla en devanados incluyendo (envejecimiento del aislamiento)	13	

Equipos de protección

La cantidad y tipo de equipo de supervisión y protección depende, por razones de economía, en la potencia del transformador. Los equipos de protección usuales son el Relé de Buchholdz, Tap Changer, unidades de protección diferencial, relés de sobrecorriente y sobrevoltaje y equipo deshumidificador de aire.

Una importante proporción de daños en transformadores se deben a sobrevoltajes. Cuando se examinan estos casos, se encuentra frecuentemente que la acción deseada del equipo de protección instalado es anulada por aplicación impropia.

Un transformador puede ser protegido ampliamente de las descargas atmosféricas, e.j. de rayos al tener descargadores de sobretensión adecuados instalados inmediatamente antes de los terminales principales. Una situación surge de estos equipos y se requiere que se mantenga la distancia entre el descargador y el transformador. La estación del transformador y las líneas de entrada y salida deben estar provistas de conductores a tierra adecuados.

Un transformador también requiere un descargador de sobretensiones si el lado de alta tensión esta conectada a una línea con cable aéreo. En tal caso la línea aérea debe estar protegida de descargas atmosféricas directas o descargas reversas por las líneas de tierra por resistencias de baja tensión a tierra. Los autotransformadores Booster requieren protección contra sobrevoltaje para la serie de bobinas, los descargadores deben estar ubicados entre los terminales y la columna de bobina, así como, entre el terminal y tierra.

El punto neutro de un transformador también debe protegerse por descargadores para limitar los posibles sobrevoltajes generados por el impulso de un transformador trifásico. Los descargadores también proveen protección contra sobrevoltajes internos resultante los las operaciones de switching (intercambio).

Otro equipo de protección importante son los deshumidificadores del aire, que básicamente comprende una unidad transparente que contiene un disecante (gel de silica o cloro de calcio) y un sello de aceite.

La supervisión de transformadores

Una inspección visual rutinaria de acuerdo a la programación de mantenimiento se hace necesaria. Las fugas de aceite se manifiestan en parches de aceite, los flanches porosos pueden ser reparados y apretados sus tornillos se pueden renovar las arandelas y sellos. La decoloración de grandes partes de la pintura puede indicar sobre temperaturas continuas, la corrosión en los tanques (cuba) del transformador deben ser removidas o reparadas, la temperatura del aceite debe ser supervisada.

La frecuente excesiva sobretemperatura puede ser causada por:

- Sobrecargas por el aumento de consumo de potencia del usuario.
- Cambios en las pérdidas de hierro de los núcleos.

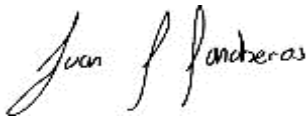
Inspección de Transformadores

Diferente a las maquinas rotativas eléctricas convencionales los transformadores no estan sujetos a la influencia de movimientos mecánicos en sus partes activas, tales como los devanados (bobinas), núcleos de hierro, etc. El desensamble de la parte activa no es necesariamente realizada cuando se inspecciona

un transformador porque su condición de aislamiento del aceite dieléctrico puede ser determinada al examinar la condición del mismo. La programación de inspección a transformadores generalmente incluye rutinas desde tres meses hasta cinco años dependiendo del componente.

Cada tres meses, pero al menos una vez por año el equipo de medición y protección debe ser adecuadamente probado y testeado para verificar su funcionamiento. Se debe realizar limpieza externa cada dos años. Igualmente, en periodo de no operación se deben realizar las pruebas eléctricas al equipo para verificar su condición en espacial de los devanados y su aislamiento.

Pruebas al aceite se deben hacer en forma regular las cuales arrojan el envejecimiento del aceite y los devanados del transformador, así como fallas incipientes, se deben realizar pruebas tales como test de pureza, y test de “falla de voltaje” cada año. Cada dos años se debe hacer también pruebas de neutralización y saponificación, pérdida eléctrica a 90 grados centígrados, 50 Hz y contenido de inhibidor.



Juan Carlos Lancheros Rueda – CILA, BC’s Mech Eng, BC’s B.A, M.I.A, P.M.S, F.M.S.
C.E.O.